

В.Б. ВОЛОВЕЦЬКИЙ, А.В. ГНІТКО, С.В. ВАСИЛЕНКО, О.М. ЩИРБА, В.І. КОЦАБА, В.В. ВЕЛИЧКО

ЕКСПЛУАТАЦІЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН В УМОВАХ НИЗЬКИХ РОБОЧИХ ТИСКІВ

У процесі експлуатації газоконденсатних свердловин відбувається накопичення рідини на вибої та у стовбурі, що пов'язано з недостатньою енергією газового потоку, яка необхідна для винесення флюїда на поверхню. Ці ускладнення особливо характерні на завершальній стадії розробки родовищ. Наслідком їх є негативний вплив на стабільну експлуатацію свердловин, що може спричинити зниження видобування вуглеводнів та в окремих випадках і зупинку свердловини, а також тривалий простій. Таким чином, при розробці родовищ необхідно здійснювати контроль за параметрами експлуатації свердловин, що дозволить своєчасно запобігати зниженню їх видобувних можливостей. Актуальність цієї проблеми авторами розкрито на прикладі визначення умов експлуатації свердловин Сковорцівського НГКР. За результатами розрахунків встановлено, що швидкість газорідинної суміші є недостатньою для її винесення з вибою і відбувається низхідний рух рідини в колоні насосно-компресорних труб. В роботі запропоновано ряд комплексних заходів, таких як, зменшення діаметра ліфтових труб, застосування поверхнево-активних речовин та введення в експлуатацію дотискувальної компресорної станції. Використання оптимальних технологій видобутку дозволить забезпечити стабільну експлуатацію свердловин та сприятиме виконанню планових показників видобутку вуглеводнів.

Ключові слова: свердловина, газовий конденсат, пластова вода, накопичення рідини, швидкість газового потоку, ліфтові труби, поверхнево-активні речовини, дотискувальна компресорна станція.

В.Б. ВОЛОВЕЦКИЙ, А.В. ГНИТКО, С.В. ВАСИЛЕНКО, О.Н. ЩИРБА, В.И. КОЦАБА, В.В. ВЕЛИЧКО ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ РАБОЧИХ ДАВЛЕНИЙ

В процессе эксплуатации газоконденсатных скважин происходит накопление жидкости на забое и в стволе, что связано с недостаточной энергией газового потока, которая необходима для вынесения флюида на поверхность. Эти осложнения особенно характерны для завершающей стадии разработки месторождений. Следствием их является негативное влияние на стабильную эксплуатацию скважин, что может привести к снижению добычи углеводородов и в отдельных случаях и остановку скважины, а также длительный простой. Таким образом, при разработке месторождений необходимо осуществлять контроль за параметрами эксплуатации скважин, что позволит своевременно предотвращать снижение их добывающих возможностей. Актуальность этой проблемы авторами раскрыта на примере определения условий эксплуатации скважин Сковорцовского НГКМ. По результатам расчетов установлено, что скорость газожидкостной смеси недостаточна для вынесения из забоя и происходит нисходящее движение жидкости в колонне насосно-компресорных труб. В работе предложен ряд комплексных мер, таких как, уменьшение диаметра лифтовых труб, применение поверхностно-активных веществ и введения в эксплуатацию дожимной компресорной станции. Использование оптимальных технологий добычи позволит обеспечить стабильную эксплуатацию скважин и способствовать выполнению плановых показателей добычи углеводородов.

Ключевые слова: скважина, газовый конденсат, пластовая вода, накопление жидкости, скорость газового потока, лифтовые трубы, поверхностно-активные вещества, дожимная компресорная станция.

V.B. VOLOVETSKYI, A.V. HNITKO, S.V. VASYLENKO, O.M. SHCHYRBA, V.I. KOTSABA, V.V. VELICHKO OPERATION OF GAS-CONDENSATE WELLS WITH LOW WORKING PRESSURES

In the process of gas-condensate well operation the liquid can accumulate at the bottom hole and in the well bore, which is caused by the insufficient energy of gas flow, necessary to carry the fluid to the surface. All complications are common to the final stage of field development. They have the negative impact on the stable well operation, which can also cause the decline in hydrocarbons production and in some cases even well shut-down and also long downtime of the well. Therefore, in the process of field development it is important to control the parameters of well operation, which will facilitate the timely prevention of the decline in its production capacity. The authors have proved the topicality of the problem in terms of defining the production conditions of the wells in Skvortsivsk oil-gas condensate field. The calculation results have shown that the velocity of liquid-gas mixture is insufficient and it cannot be carried up to surface. This leads to the fluid downflow in the flow string. The article introduces a range of complex measures, such as the reduction in tubing diameter, use of surfactants and putting into operation of the booster compressor station. The use of the optimum production practices will promote stable well operation and help to achieve the planned production rates of hydrocarbons.

Key words: well, gas condensate, formation water, liquid loading, gas flow velocity, tubing, surfactants, booster compressor station.

Вступ. На початковій стадії розробки газових та газоконденсатних родовищ, які розробляються на виснаження, завдяки високим швидкостям газового потоку на вибої свердловин і незначній кількості рідини, що надходить з продуктивного пласта, вона практично повністю виноситься на поверхню.

На завершальній стадії розробки цих родовищ, на вибої свердловин, у більшості випадків, спостерігається накопичення рідини у стовбурі свердловини, що істотно знижує продуктивність зі створенням додаткового протитиску на пласт. У свою чергу, це може спричинити зменшення припливу вуглеводнів із пласта і призвести до порушення стабільної експлуатації свердловини. Інколи це призводить до вимушеної зупинки свердловини і

самоглушіння.

Таким чином, при виборі технологічного режиму встановлюють такий дебіт газу, який дозволяє забезпечити винесення рідини з вибою, виключає руйнування привибійної зони та забезпечує необхідні показники видобутку природного газу та вуглеводневого конденсату.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Для отримання високих значень коефіцієнтів газоконденсатовилучення, згідно проекту розробки, необхідно забезпечити стабільну експлуатацію газоконденсатних свердловин. Негативний вплив на експлуатацію свердловин має наявність надходження з продуктивного пласта разом із газом рідини.

Багато дослідників вивчали динаміку

газорідинного потоку свердловин, зокрема Тернер Р.Д., Коулмен С.Б., Кондрат Р.М., Кондрат О.Р. та інші.

У роботі [1] висвітлено, що одним із параметрів, який характеризує умови стабільної роботи обводнених газових та газоконденсатних свердловин є мінімально-необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою на поверхню.

Тернер з співавторами [2] запропонував дві фізичні моделі процесу видалення рідини з газової свердловини: переміщення плівки рідини по стінках колони ліфтових труб і перенесення крапельної рідини потоком газу. Розрахунки з використанням моделі руху плівки по стінках труб вимагають чисельного інтегрування і більш складні, ніж розрахунки за допомогою моделі переносу крапельної рідини. Тернер порівняв результати розрахунків обома методами з фактичними промисловими даними і встановив, що модель перенесення крапельної рідини більш коректна. Пізніше аналогічна робота була пророблена Коулменом [3]. У результаті отримано рівняння, засновані на експериментальних кореляційних залежностях мінімальної швидкості газу, необхідної для видалення крапель рідини з вертикального стовбура свердловини, від тиску газу [4].

Тернером розроблено два різновиди кореляції, одну для винесення води, а іншу для винесення конденсату. Кореляція Тернера була випробувана на великому об'ємі фактичних промислових даних для свердловин із тиском на усті вищим за 1000 фунт/дюйм² (6,89 МПа). Запишемо рівняння Тернера [5] у вигляді:

$$V_{\text{води}} = \frac{5,321 \cdot (67 - 0,0031 \cdot P)^{1/4}}{(0,00319 \cdot P)^{1/2}}, \quad (1)$$

$$V_{\text{конд}} = \frac{4,043 \cdot (45 - 0,0031 \cdot P)^{1/4}}{(0,00319 \cdot P)^{1/2}}, \quad (2)$$

де $V_{\text{води}}$, $V_{\text{конд}}$ – швидкість газу для винесення води та конденсату, фут/с;
 P – тиск, фунт/дюйм².

Для свердловин з тиском на усті нижчим 1000 фунт/дюйм² подібні залежності розроблені Коулменом:

$$V_{\text{води}} = \frac{4,434 \cdot (67 - 0,0031 \cdot P)^{1/4}}{(0,00319 \cdot P)^{1/2}}, \quad (3)$$

$$V_{\text{конд}} = \frac{3,369 \cdot (45 - 0,0031 \cdot P)^{1/4}}{(0,00319 \cdot P)^{1/2}}, \quad (4)$$

де $V_{\text{води}}$, $V_{\text{конд}}$ – швидкість газу для винесення води та конденсату, фут/с;
 P – тиск, фунт/дюйм².

У [6, 7] висвітлено, що в результаті досліджень Тернер зі співавторами отримав формулу швидкості, яка необхідна для винесення рідини суцільним потоком газу.

$$V_o = \sqrt{30 \cdot \frac{\sigma \cdot g}{\gamma_g \cdot d_{\text{вн}}}}, \quad (5)$$

де σ – поверхневий натяг на межі розділу фаз, Н/м;

g – прискорення вільного падіння, м/с².

γ_g – густина газу, кг/м³;

$d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр ліфтових труб, мм.

Зустрічний рух газорідинної суміші та пов'язане з ним явище самоглушіння вивчалися багатьма дослідниками, серед яких був П. Л. Капіца [8].

З досліджень Капіці, необхідною умовою створення протипотокової течії в газовій свердловині є:

$$\sqrt{Fr_g \cdot \frac{\rho_g^2}{\rho_p - \rho_g}} > 0,72, \quad (6)$$

де Fr_g – параметр Фруда для газу;

ρ_g – густина газу при $P_{\text{виб}}$ і $T_{\text{виб}}$, кг/м³;

ρ_p – густина рідини, кг/м³.

Формулювання цілей статті. Вибір оптимальних умов експлуатації газоконденсатних свердловин на виснажених родовищах.

Викладення основного матеріалу. Багатьма науковцями проводились дослідження стосовно винесення рідини з вибою на поверхню. Згідно з промисловими даними, критична швидкість руху газу в башмаку ліфтових труб для винесення води зі свердловини залежить від діаметра труб і становить 5-10 м/с, а для конденсату менша швидкість. За даними М.М. Дурицького і С.М. Лютомського критична швидкість руху газу в башмаку ліфтових труб газоконденсатних свердловин становить 1,4-2,3 м/с, а за даними П.І. Манжоса для свердловин ряду газоконденсатних родовищ України змінюється від 2 до 5 м/с [9].

У [10] відповідно до результатів дослідів мінімальна швидкість газу, за якої відбувається винесення твердих частинок з вибою свердловини, складає 5-10 м/с.

Згідно джерел [11], [12] свердловину необхідно експлуатувати з мінімально допустимим дебітом (МДД) газу, який забезпечує винесення конденсату з вибою та зі стовбура. При МДД газу швидкість потоку в башмаку ліфтових труб повинна бути не меншою за 4 м/с.

За даними багатьох літературних джерел, для винесення рідких і твердих домішок необхідно забезпечити у стовбурі свердловини швидкість руху потоку газу понад 4 м/с. Необхідною умовою для винесення рідких і твердих домішок є швидкість потоку, яка визначається за формулою:

$$V \geq \frac{0,052 \cdot q_g \cdot Z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}{d_{\text{вн}}^2 \cdot P_{\text{виб}}} \geq 4 \text{ м/с} \quad (7)$$

де V – швидкість газу для винесення рідких і твердих домішок з вибою на поверхню, м/с;

q_g – дебіт газу при стандартних умовах, тис.м³/доб;

$Z_{\text{виб}}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $P_{\text{виб}}$ і $T_{\text{виб}}$;

$T_{\text{виб}}$ – температура на вибої, К;

$d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр ліфтових труб, см;

$P_{\text{виб}}$ – тиск на вибої, МПа.

Науковці ТОВ «Науково-дослідний інститут природних газів і газових технологій - Газпром ВНДІГАЗ» пропонують експлуатувати газоконденсатну свердловину з мінімально необхідним дебітом газу, який забезпечує винесення рідини з вибою. При цьому швидкість потоку газу в башмаку ліфтових труб рекомендується підтримувати в межах 2,5-3 м/с [13].

Під час експлуатації газоконденсатних свердловин за певних умов спостерігається зниження продуктивності через накопичення конденсату у привибійній зоні пласта (ПЗП), що обумовлюється двома головними чинниками. Один з них обумовлений збільшенням насиченості пористого середовища рідкою вуглеводневою фазою, що призводить до зменшення проникності для газу. Так, при низьких швидкостях потоку газу в колоні ліфтових труб накопичується вуглеводнева рідина, а потім відбувається її накопичення в зоні перфорації і ПЗП, що негативно впливає на надходження газу з продуктивного пласта. Іншим чинником є насичення пласта рідкою фазою, що може відбуватися за рахунок випадання ретроградного конденсату в пласті при експлуатації свердловини. На прикладі Астраханського ГКР розглянуто результати дослідження по свердловинах, за даними яких встановлено, що при збільшенні дебіту газу протягом певного періоду відповідно збільшується винесення конденсату та навпаки. Очевидно, що це можливо завдяки надходженню рідкої фази вуглеводнів з пласта [14]. Вищенаведене актуальне для свердловин, що експлуатуються з високим ГКФ. У таких умовах необхідно вибирати такий технологічний режим експлуатації, за якого конденсат виноситься газовим потоком зі свердловини на поверхню та далі, на установку підготовки газу (УПГ).

Наприклад, з практичного досвіду відомо, що в газоконденсатних свердловинах Юліївського НГКР, які експлуатувались з низькими робочими тисками відбувалося накопичення конденсату на вибої та в стовбурі, оскільки тиск на вході в УКПГ-2 практично однаковий з тиском першої ступені сепарації, а відтак швидкість газорідного потоку на вибої, усті та по шлейфу є недостатньою. Наслідком цього спостерігалось зменшення видобутку конденсату. У зв'язку з цим по ряду свердловин, що підключені до УКПГ-2 застосовували різні заходи щодо видалення конденсату з вибою та стовбура, зокрема закачування розчину ПАР із подальшим пуском свердловин в експлуатацію на УКПГ-1 або УКПН по газопроводу, оскільки на цих установках тиск першої ступені сепарації був нижчий. Крім цього, видалення конденсату зі стовбура свердловин здійснювали на установку підготовки газу шляхом закачування газоазотної суміші за допомогою ПАКС на усті та ряд інших заходів. З 2012 року проблему самоглушіння свердловин конденсатом вирішили шляхом введення в експлуатацію дотискувальної компресорної станції (ДКС), що дозволило понизити робочі тиски на свердловинах, а також тиск першої ступені сепарації та збільшити швидкість газорідного потоку.

Для визначення швидкості газу, необхідної для винесення рідини з вибою на поверхню, розглянемо

умови експлуатації газоконденсатних свердловин 21, 29, 31, 74, 78, 80 Сквирицького НГКР.

Швидкість газу на вході в ліфтові труби визначають за формулою:

$$W_z = 5,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{q_g \cdot Z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}{P_{\text{виб}} \cdot d_{\text{вн}}^2} \quad (8)$$

де W_z – швидкість газу на вході в ліфтові труби, м/с;

q_g – дебіт газу при стандартних умовах, тис.м³/доб.;

$Z_{\text{виб}}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $P_{\text{виб}}$ і $T_{\text{виб}}$;

$T_{\text{виб}}$ – температура на вибої, К;

$P_{\text{виб}}$ – тиск на вибої, МПа;

$d_{\text{вн}}$ – діаметр ліфтових труб, м.

Швидкість газу в інтервалі перфорації, що є достатня для видалення домішок, повинна становити $v \sim 5$ м/с. За нижчою від цієї швидкості існує небезпека утворення пробки. При швидкості газу $v \leq 11$ м/с, який містить агресивні компоненти, зокрема CO_2 та H_2S , інтенсивність корозії ліфтових труб значно нижча, ніж при швидкості понад 11 м/с. Таким чином, з точки зору технології експлуатації швидкість руху потоку газу по стовбурі повинна складати $5 \leq v \leq 11$ м/с [15].

Експериментально і промисловими дослідженнями встановлено, що мінімальна швидкість для винесення на поверхню твердих і рідких домішок, що надходять разом із газом на вибій свердловини повинна бути ≥ 5 м/с.

Фахівцями ІФНТУНГУ проводиться чимало досліджень та виведені нові залежності для розрахунку необхідного внутрішнього діаметру НКТ та мінімально-необхідного дебіту для забезпечення винесення рідини з вибою свердловини на поверхню [16].

Для винесення рідини з вибою свердловини потоком газу його швидкість повинна бути вище від критичного значення, що оцінюється за допомогою модифікованого параметра Фруда.

Визначимо модифікований параметр Фруда для газового потоку

$$Fr_z^* = \frac{W_z^2}{g \cdot d_{\text{вн}}} \cdot \frac{\rho_g}{\rho_p - \rho_g} \quad (9)$$

де W_z – швидкість газу на вході в ліфтові труби, м/с;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

$d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр ліфтових труб, м;

ρ_g – густина газу при $P_{\text{виб}}$ і $T_{\text{виб}}$, кг/м³;

ρ_p – густина рідини, кг/м³.

У природних умовах без застосування додаткових заходів стійке винесення рідини з вибою свердловин відбувається за $Fr_z^* = 1-1,5$ [10].

Важливим поняттям при описуванні руху газорідних сумішей по вертикальних трубах є поняття реверса плівки рідини. Швидкість газорідної суміші, при якій вся рідина знаходиться в плівці, реверсує і починає рухатися разом із газом, називають швидкістю реверса газорідної суміші або просто "швидкість реверса".

Швидкість реверса газорідинної суміші залежить від густини рідкої фази, густини газової фази і поверхневого натягу на межі поділу цих двох фаз. Швидкість реверса газорідинної суміші визначають за формулою:

$$W_{rev} = 3,3 \cdot \left[\frac{g \cdot \sigma \cdot \rho_p^2}{(\rho_p - \rho_g) \cdot \rho_g^2} \right]^{1/4} \quad (10)$$

де W_{rev} – швидкість реверса, м/с;

g – прискорення вільного падіння, м/с².

σ – поверхневий натяг на границі розділу фаз,

Н/м;

ρ_p – густина рідини, кг/м³;

ρ_g – густина газу при $P_{виб}$ і $T_{виб}$, кг/м³.

Фактична швидкість газорідинної суміші може бути, як менша так і більша швидкості реверса. Тому для порівняння цих швидкостей використовується наступний критерій, як відносна швидкість газорідинної суміші $W_{відн}$, яку визначають за формулою:

$$W_{відн} = \frac{W_{сум}}{W_{rev}} \quad (11)$$

де $W_{сум}$ – швидкість газорідинної суміші, м/с;

W_{rev} – швидкість реверса, м/с.

На основі визначеної відносної швидкості газорідинної суміші можна зробити висновки щодо накопичення рідини на вибої:

1) якщо $W_{відн} > 1$, то вся рідина зі свердловини виноситься висхідним потоком газу, тобто відбувається видалення рідини з вибою свердловини;

2) якщо $W_{відн} < 1$, то частина рідини в плівці на стінках НКТ починає рухатися проти висхідного потоку газу, що призводить до накопичення рідини на вибої свердловини.

Очевидно, що однонаправлений рух рідини і газу можливий тільки за умови, якщо відносна швидкість більше одиниці. При зниженні швидкості нижче за це значення настає нестійкий режим самоглушіння, при якому вся рідина або частина рідини стікає на вибій свердловини. При швидкості газу, за якої відбувається самоглушіння, рідина в плівці починає опускатися назустріч висхідному потоку газу і за літературними джерелами становить $W_{відн. закл.} = 0,845$. При цьому можлива поява нестійких рідинних пробок в НКТ. Отже, за допомогою визначення відносної швидкості газорідинної суміші для конкретної свердловини можливо встановити, чи відбувається накопичення рідини на вибої цієї свердловини.

У газоконденсатних свердловинах підйом рідини відбувається за рахунок енергії газу, що рухається. У залежності від конструкції свердловини, дебіту газу і рідини, тиску і температури є різні структури течії газорідинної суміші у стовбурі свердловини:

- дисперсно-кільцева течія ($W_{відн} \geq 2$);
- кільцева течія ($W_{відн} \geq 0,845$);
- пробково-кільцева течія ($0,845 < W_{відн} < 2$);
- пробкова течія ($W_{відн} < 0,845$ та $Fr \geq 4$);
- бульбашкова течія ($W_{відн} < 0,845$ та $Fr < 4$).

При всіх структурах течії газорідинної суміші, частина рідини знаходиться на стінках колони ліфтових труб у вигляді плівки. Тому в залежності від

швидкості руху газу, рідини, що знаходиться в плівці рухається за напрямком газового потоку або в зворотному напрямку.

Для видалення рідини, яка накопичується на вибої свердловин використовують різні технології. Спочатку визначають об'єм рідини у свердловині за допомогою ехолота, яким можна виміряти відстань до стовпа рідини в трубному, затрубному просторах. Для наближеного визначення об'єму накопиченої на вибої рідини використовують формулу, яка не враховує втрати на тертя [17, 18].

Ефективним способом видалення рідини із газових та газоконденсатних свердловин є застосування ПАР [19, 20]. Так, наприклад по підприємству ГПУ "Шебелинкагазвидобування" фахівцями УкрНДІгазу розробляється «Програма з оптимізації експлуатації свердловин за допомогою рідких ПАР», узгоджується з підприємством та затверджується в ПАТ "Укргазвидобування" на рік. Планування та геологічне супроводження робіт згідно вказаної програми здійснюється геологічною службою ГПУ "Шебелинкагазвидобування", а організація та виконання проводиться цехами з видобутку вуглеводнів. Крім цього, розробляється «Програма з оптимізації експлуатації свердловин за допомогою твердих ПАР». Завдяки впровадженні таких програм можна забезпечувати стабільну експлуатацію свердловин, виконання планових показників із видобутку вуглеводнів, а також очікуваний додатковий видобуток газу близько 10 %. За результатами проведених робіт із застосування ПАР на свердловинах, у ці програми вносять корективи.

Визначимо умови експлуатації газоконденсатних свердловинах 21, 29, 31, 74, 78, 80 Скворцівського НГКР обладнаних колоною ліфтових труб із внутрішнім діаметром 62 мм:

- умова створення протипотокової течії $(Fr_g \cdot \rho_g^2 / (\rho_p - \rho_g))^{0,5} > 0,72$ і знаходиться в межах 0,81-2,08;

- швидкість газу на вході в ліфтові труби $W_g = 0,482-1,164$ м/с;

- модифікований параметр Фруда для газового потоку $Fr_g^* = 0,02-0,11$;

- швидкість реверса газорідинної суміші $W_{rev} = 2,323-2,757$ м/с;

- відносна швидкість газорідинної суміші $W_{відн} = 0,185-0,455$.

За результатами виконаних розрахунків видно, що свердловини в даних умовах експлуатуються нестабільно та відбувається накопичення рідини на вибої. Одним зі шляхів вирішення даної проблеми є зменшення діаметра колони ліфтових труб.

Для визначення необхідних заходів зі стабілізації експлуатації газоконденсатних свердловин 21, 29, 31, 74, 78, 80 Скворцівського НГКР проведемо розрахунки наступних величин W_g , Fr_g^* , $W_{відн}$ при зменшенні діаметра колон ліфтових труб на 50,3 мм, 40,3 мм, 35,2 мм, 26,4 мм. Очевидно, що найбільшого значення розраховані величини мають при зменшенні діаметра ліфтових труб з 62,0 мм до 26,4 мм. Досягнути швидкості газового потоку 5 м/с можна не на всіх свердловинах. Так, на трьох свердловинах, а

саме на: 21, 29, 80 $W_r > 5$ м/с, на свердловині 31 $W_r \sim 4$ м/с, свердловині 74 $W_r \sim 3$ м/с, свердловині 78 $W_r > 4$ м/с. Проте на всіх свердловинах $Fr^* > 1$, $W_{вдн} > 1$.

Зважаючи на огляд вище викладених літературних джерел, швидкість руху газу в башмаку ліфтових труб для винесення води зі свердловини повинна становити від 5 м/с та вище, а для вуглеводневого конденсату від 3 м/с та вище. Забезпечити такі умови шляхом зменшення внутрішнього діаметру ліфтових труб при низьких дебітах газу не завжди можливо, тому необхідно застосовувати додаткові заходи, наприклад використання ПАР. У зв'язку з цим можна розглядати швидкість газу в башмаку ліфтових труб $\sim 3-4$ м/с. Крім цього, НКТ рекомендується спустити на глибину з перекриттям інтервалу перфорації на 2/3.

За результатами проведених розрахунків та промислових досліджень щодо застосування рідких ПАР на свердловинах 21, 29, 31, 74, 78, 80 Сквирицького НГКР, яким передувало проведення лабораторних досліджень складу рідини на вміст солей та кількості конденсату, визначено кількість ПАР (М) "Сольпен-10 Т" [21] для видалення рідини, об'єм закачування розчину ПАР ($V_{ПАР}$) та концентрацію розчину (N). Після чого підібрано оптимальні концентрації розчину ПАР та періодичність його застосування у конкретних умовах кожної свердловини:

- св.21, $d_{вн} = 35,2$ мм, $L_{НКТ} = 3096$ м, $M = 5,2$ кг, $V_{ПАР} = 100$ л, $N = 5,0$ %, 4 раз/місяць;
- св.29, $d_{вн} = 35,2$ мм, $L_{НКТ} = 3140$ м, $M = 9,4$ кг, $V_{ПАР} = 120$ л, $N = 7,5$ %, 4 раз/місяць;
- св.31, $d_{вн} = 35,2$ мм, $L_{НКТ} = 3154$ м, $M = 9,5$ кг, $V_{ПАР} = 120$ л, $N = 7,6$ %, 4 раз/місяць;
- св.74, $d_{вн} = 26,4$ мм, $L_{НКТ} = 3057$ м, $M = 6,6$ кг, $V_{ПАР} = 100$ л, $N = 6,3$ %, 4 раз/місяць;
- св.78, $d_{вн} = 35,2$ мм, $L_{НКТ} = 3196$ м, $M = 8,0$ кг, $V_{ПАР} = 120$ л, $N = 6,4$ %, 4 раз/місяць;
- св.80, $d_{вн} = 35,2$ мм, $L_{НКТ} = 3207$ м, $M = 7,0$ кг, $V_{ПАР} = 100$ л, $N = 6,7$ %, 4 раз/місяць.

Таким чином, виконання запропонованих комплексних заходів щодо зменшення внутрішнього діаметра колони ліфтових труб та їх спуску на оптимальну глибину, а також використання ПАР, дозволить оптимізувати експлуатацію газоконденсатних свердловин 21, 29, 31, 74, 78, 80 Сквирицького НГКР, що сприятиме отриманню додаткового видобутку вуглеводнів.

Для стабілізації експлуатації свердловин Сквирицького НГКР, що розробляється на виснаження, доцільно розглянути будівництво дотискуючої компресорної станції (ДКС) на УКПГ-1 [22]. У даний час газ із УКПГ-1, до якого підключені газоконденсатні свердловини 1, 81, 44, 77, 78, 80, 21, 29, 30, 31, 60, 74, подається у міжпромисловий газопровід і надходить на УКПГ-2 Юліївського НГКР. Крім цього, у даний міжпромисловий газопровід підключений інший міжпромисловий газопровід, по якому надходить газ зі свердловин 45, 10, 24, 50, що підключені до УКПГ-2 Сквирицького НГКР. Фахівцями УкрНДІгазу виконано техніко-економічне обґрунтування доцільності введення в експлуатацію

ДКС на УКПГ-1 Сквирицького НГКР, у якому розглянуто три варіанти:

- варіант 1 базовий при якому родовище розробляється на виснаження з існуючим фондом свердловин;

- варіант 2 передбачає будівництво ДКС, яка повинна забезпечити компримування газу з 0,2 МПа до 3,0 МПа. З метою оптимізації системи компримування газу проведено розподіл свердловин по групах згідно поточних та перспективних робочих тисків, а саме: низьконапірні ($P_{роб} = 0,3-0,95$ МПа), середньонапірні ($P_{роб} = 0,9-3,18$ МПа) та висконапірні ($P_{роб} \geq 3,2$ МПа). Для цього запропоновано встановити двоступеневу компресорну станцію ДКС, яка складається з двох компресорних установок КУ-1 та КУ-2 виробництва компанії ARIEL (або аналог) із газовим приводом. У період 2018–2025 років компримування здійснюватиметься в послідовному режимі – установка КУ-1 із параметрами тисків – $P_{вх} = 0,2$ МПа та $P_{вих} = 0,85 \div 0,5$ МПа, далі – установка КУ-2 із параметрами тисків – $P_{вх} = 0,85 \div 0,5$ МПа та $P_{вих} = 3,0$ МПа. У 2026 році заплановано виведення з експлуатації компресорної установки КУ-1, при цьому установка КУ-2 (другий ступінь компримування) залишається в експлуатації з параметрами тисків –

$P_{вх} = 0,2$ МПа та $P_{вих} = 3,0$ МПа. Газ висконапірних свердловин 1 та 44 починаючи з 2018 року у зв'язку зі зниженням робочих тисків заплановано подавати на компримування до КУ-2, а з 2022 р. – на КУ-1. Газ зі свердловини 81 Сквирицького НГКР у 2025 році заплановано подавати на вхід у КУ-2. Будівництво двоступеневої ДКС на УКПГ-1 Сквирицького НГКР дозволить забезпечувати подачу газу з двох технологічних установок УКПГ-2 та УКПГ-1 на УКПГ-2 Юліївського НГКР;

- варіант 3 передбачає будівництво двохступеневої ДКС та прокладання додаткового міжпромислового газопроводу від УКПГ-1 Сквирицького НГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР із зовнішнім діаметром 273 мм і довжиною ~ 13 км. Прокладання додаткового газопроводу дозволить понизити перепад тисків між двома об'єктами, тобто початковою (вихід УКПГ-1 Сквирицького НГКР) та кінцевою (вхід УКПГ-2 Юліївського НГКР) точками з 1,8 до 0,3 МПа. Завдяки цьому, тиск на виході з УКПГ-1 знизиться з 3,0 до 1,6 МПа. Зменшення тиску на виході з ДКС призведе до зменшення капіталовкладень (вартості ДКС), оскільки потужність КУ-2 у порівнянні з другим варіантом зменшується з 580 кВт до 250 кВт. За даним варіантом в період 2018–2025 років, як і за варіантом 2, компримування здійснюватиметься в послідовному режимі: установка КУ-1 із параметрами тисків – $P_{вх} = 0,2$ МПа та $P_{вих} = 0,85 \div 0,5$ МПа, далі – установка КУ-2 із параметрами тисків – $P_{вх} = 0,85 \div 0,5$ МПа та $P_{вих} = 1,6$ МПа. У 2026 р. компресорна установка КУ-1 виводиться з експлуатації, при цьому установка КУ-2 (другий ступінь компримування) залишається в експлуатації з параметрами тисків – $P_{вх} = 0,2$ МПа та $P_{вих} = 1,6$ МПа. Газ висконапірних свердловин 1 та 44

починаючи з 2021 року у зв'язку зі зниженням робочих тисків подається на компримування до КУ-2, а з 2022 року – на КУ-1. Газ зі свердловини 81 Сквирицького НГКР у 2029 році подається на КУ-2. Отже, завдяки прокладенню додаткового міжпромислового газопроводу зменшиться тиск на виході зі Сквирицького НГКР, що дозволить зменшити капіталовкладення за рахунок облаштування ДКС удвічі меншої потужності у порівнянні з варіантом 2.

Згідно вищевикладеного, подальша експлуатація свердловин родовища є економічно доцільною за всіма трьома варіантами, але розглядаючи варіанти 2 і 3 рекомендується, останній, як такий, що характеризується меншими капіталовкладеннями.

Висновки:

1 Використання рекомендацій, що наведені у статті на прикладі Сквирицького НГКР, дозволить забезпечити стабільну експлуатацію свердловин на виснажених родовищах.

2 За результатами розрахунків по газоконденсатних свердловинах 21, 29, 31, 74, 78, 80 Сквирицького НГКР рекомендується:

- збільшення швидкості газу, який у колоні НКТ із внутрішнім діаметром 62 мм становить менше 5 м/с, у 1,5; 2,4; 3,1; 5,5 рази досягається використанням колон НКТ із внутрішніми діаметрами: 50,3 мм, 40,3 мм, 35,2 мм та 26,4 мм відповідно. Тому, із урахуванням теперішніх умов експлуатації, доцільно на свердловинах 21, 29, 31, 78, 80 замінити ліфтові труби із внутрішнім діаметром 62,0 мм на труби із внутрішнім діаметром 35,2 мм, а на свердловині 74 на внутрішній діаметр 26,4 мм та здійснити їх спуск на визначену оптимальну глибину;

- застосовувати розчини ПАР, які підібрано на основі промислових досліджень, для видалення рідини зі свердловини.

3 Для оптимізації розробки родовища рекомендується введення в експлуатацію двохступеневої ДКС та прокладання додаткового міжпромислового газопроводу.

Список літератури:

1. Кондрат Р.М. Підвищення продуктивності низькодебітних обводнених газових і газоконденсатних свердловин / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Ю.В. Марчук, І.І. Хомин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. - 2007. - № 3 (24). - С. 14–17.
2. Turner R. G., Hubbard M. G. and Dukler A. E. Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells // Jour. Pet. Tech., November 1969.
3. Coleman S. B., Clay H. B., McCurdy D. G. et al. A new look at prediction gas-well load up // Jour. Pet. Tech., March 1991.
4. Кирсанов С.А. Определение расхода газа, обеспечивающего вынос жидкости с забоя / С.А. Кирсанов, С.К. Ахмедсафин, Ю. Н. Васильев // Технологии нефти и газа научно-технологический журнал. - Москва: Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012, №2 (79). - С. 39-43.
5. Джеймс Ли. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Перевод с английского / Джеймс Ли, Генри Никенс, Майкл Уэллс // М.: ООО Премииум Инжиниринг, 2008. - 384 с. - ISBN 978-5-903363-06-3.
6. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений / А.И. Ширковский // Учеб. для вузов. - 2-е изд. перераб и доп. - М.: Недра, 1987. - 309 с.
7. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. Часть 2. / В.Н. Арбузов // Томский

политехнический университет. - Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2012. - 272 с.

8. Грищенко А.И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах / А.И. Грищенко, О.В. Клячук, Ю.А. Харченко // - М.: Недра, 1994. - 238 с. - ISBN 5-247-02869-4.

9. Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук; Івано-Франків. нац. техн.ун-т нафти і газу. - Львів. 1996. - 620 с. - ISBN 5-335-01293-5.

10. Акулишин А.И. Технология и техника добычи, хранения и транспорта нефти и газа / А.И. Акулишин, В.С. Бойко, В.М. Дорошенко, Ю.А. Зарубин // - Львов. - Издательство «СВИТ», 1991. - 245 с.

11. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. М., «Недра», 1980, 301 с.

12. Грищенко А.И. Руководство по исследованию скважин / А.И. Грищенко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Г.А. Зотов // - М.: Наука, 1995. - 523 с. - ISBN 5-02-002376-0.

13. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. - М.: Газпром экспо, 2011. - Ч. I. - 234 с.

14. Нысанова А.С. Особенности выноса конденсата газом / А.С. Нысанова // Газовая промышленность. - 2011. - №4. - С. 26-27.

15. Мирзаджанзаде А.Х. Основы технологии добычи газа / А.Х. Мирзаджанзаде, О.Л. Кузнецов, К.С. Басниев, З.С. Алиев // - М.: ОАО Издательство «Недра», 2003. - 880 с. - ISBN 5-247-03885-1.

16. Кондрат О.Р. Підвищення ефективності експлуатації свердловин та роботи системи збору і підготовки свердловинної продукції зі значним вмістом рідини / О.Р. Кондрат, Н.М. Гедзик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. - 2012. - № 4 (45). - С. 164–178.

17. Гвоздев Б.П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений / Б.П. Гвоздев, А.И. Грищенко, А.Е. Корнилов // - Справочное пособие. - М.: Недра, 1988. - 575 с.: ил. ISBN 5-247-00142-7.

18. Зогуля Г. П. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин: учебное пособие / Г. П. Зогуля, А. В. Кустышев, В. П. Овчинников и др. ; под ред. Г. П. Зогуля. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. — 372 с. ISBN 978-5-9961-0552-6.

19. Воловецький В.Б. Технології видалення рідини із газових та газоконденсатних свердловин [Текст] / В.Б. Воловецький, В.І. Коцаба, О.Ю. Витязь, О.М. Щирба, А.В. Дьомін, А.В. Гнітко, С.В. Василенко // Нафтогазова енергетика. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. - 2016. - Вип. 2 (26). - С. 19-34.

20. Воловецький В.Б. Особливості видобування вуглеводнів на Юліївському НГКР / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, О.Ю. Витязь, В.В. Величко, В.І. Коцаба, С.В. Василенко // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. - 2017. - Вип. 1 (42). - С. 33-45.

21. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство в 2-х томах. Том 1 / Под ред. Ю.П.Коротаева, Р.Д.Маргулова. - М.: Недра, 1984, 360 с.

22. Воловецький В.Б. Перспективи збільшення обсягу вилучення рідких вуглеводнів з природного газу на УКПГ-2 Юліївського НГКР / В.Б. Воловецький, М.В. Фрайт, О.М. Щирба, О.Ю. Витязь, В.І. Коцаба, В.В. Величко // Інтегровані технології та енергозбереження. - Харків: НТУ «ХПИ», 2017. - № 4. - С. 55-61.

References (transliterated):

1. Kondrat R.M., Kondrat O.R., Marchuk Yu.V., Khomyn I.I. Pdivyshchennia produktyvnosti nyzkodebitnykh obvodnennykh hazovykh i hazokondensatnykh sverdlovyn [Improving the productive capacity of marginal gas and gas-condensate wells with liquid-loading problems]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovysheh* [Prospecting and development of oil and gas fields]. Ivano-Frankivsk, IFNTUNH, 2007, no. 3 (24), pp. 14–17.
2. Turner R. G., Hubbard M. G. and Dukler A. E. Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells. *Jour. Pet. Tech.* November 1969.
3. Coleman S. B., Clay H. B., McCurdy D. G. et al. A new look at prediction gas-well load up. *Jour. Pet. Tech.* March 1991.
4. Kirsanov S.A., Ahmedsaffin S.K., Vasiliev Yu. N. Opredelenie rashoda gaza, obespechivaiushchego vynos zhidkosti s zaboiia [Defining gas flow rate for carrying the fluid from the bottom hole to the surface]. *Tehnologii nefi i gaza nauchno-tehnologicheskii zhurnal* [Oil and gas

technologies, academic and technological journal]. Moskva, Rossiyskiy gosudarstvennyi universitet nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2012, no. 2 (79), pp. 39–43.

5. Dzheims Li, Genri Nikens, Maikl Uells *Ekspluatatsiia obvodniaushchihskh gazovykh skvazhin. Tekhnologicheskie resheniia po udaleniui zhidkosti iz skvazhin* [Gas Well Deliquification: Solution to Gas Well Liquid Loading Problems]. Moscow, OOO Premium Inzhiniring, 2008. 384 p.

6. Shirkovskii A.I. *Razrabotka i ekspluatatsiia gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii* [Gas and gas-condensate field development and operation]. Moscow, Nedra, 1987. 309 p.

7. Arbuzov V.N. *Ekspluatatsiia neftianykh i gazovykh skvazhin* [Operation of oil and gas wells]. Tomsk, Izdatelstvo Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, 2012. 272 p.

8. Gritsenko A.I., Klapchuk O.V., Kharchenko Yu.A. *Gidrodinamika gazozhidkosnykh smesi v skvazhinakh i truboprovodakh* [Hydrodynamics of liquid-gas mixtures in wells and pipelines]. Moscow, Nedra, 1994. 238 p.

9. Boiko V.S., Kondrat R.M., Yaremiichuk R.S. *Dovidnyk z naftohazovoi spravy* [Handbook of Petroleum Engineering]. Ivano-Frankiv. nats. tekhn. un-t nafty i hazu, Lviv, 1996. 620 p.

10. Akulshin A.I., Boiko V.S., Doroshenko V.M., Zarubin Yu.A. *Tekhnologii i tekhnika dobychi, khraneniia i transporta nefti i gaza* [Technology and technique of oil and gas production, storage and transportation]. Lvov, Izdatelstvo "SVIT", 1991. 245 p.

11. Zotova G.A., Aliieva Z.S., ed. *Instruktsiia po kompleksnomu issledovaniui gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin* [Instruction on the complex survey of gas and gas-condensate formations and wells]. Moscow, "Nedra", 1980. 301 p.

12. Gritsenko A.I., Aliiev Z.S., Ermilov O.M., Remizov V.V., Zotov G.A. *Rukovodstvo po issledovaniui skvazhin* [Guidelines for well surveying]. Moscow, Nauka, 1995. 523 p.

13. R Gazprom 086-2010. *Instruktsiia po kompleksnomu issledovaniui gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin* [Instruction on complex survey of gas and gas-condensate wells]. Moscow, Gazprom ekspz, 2011. Part I. 234 p.

14. Nysanova A.S. Osobennosti vynosa kondensata gazom [Condensate removal by gas]. *Gazovaia promyshlennost* [Gas industry]. 2011, no. 4, pp. 26–27.

15. Mirzadzhanzade A.Kh., Kuznetsov O.L., Basniiev K.S., Aliiev Z.S. *Osnovy tekhnologii dobychi gaza* [Fundamentals of gas production technology]. Moscow, OAO Izdatelstvo "Nedra", 2003. 880 p.

16. Kondrat O.R., Hedzyk N.M. *Pidvyshchennia efektyvnosti ekspluatatsii sverdlodyn ta roboty systemy zboru i pidhotovky sverdlodynnoi produktsii zi znachnym vmistom ridyny* [Enhancing the operation efficiency of wells and systems of collection and processing of production fluid with high liquid content]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovysch* [Prospecting and development of oil and gas fields]. Ivano-Frankivsk, IFNTUNH, 2012, no. 4 (45), pp. 164–178.

17. Gvozdev B.P., Gritsenko A.I., Kornilov A.E. *Ekspluatatsiia gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii* [Development of gas and gas-condensate fields]. Moscow, Nedra, 1988. 575 p.

18. Zozulia G. P., Kustyshev A.V., Ovchinnikov V. P. et al. *Oslozheniia i avarii pri ekspluatatsii i remonte skvazhin* [Complications and accidents in the process of operation and maintenance of wells]. Tiumen, TiumNGU, 2012. 372 p.

19. Volovetskyi V.B., Kotsaba V.I., Vytiaz O.Yu., Shchyrb O.M., Diomin A.V., Hnitko A.V., Vasylenko S.V. *Tekhnologii vydalennia ridyny iz hazovykh ta hazokondensatnykh sverdlodyn* [Liquid removal technologies in gas and gas-condensate wells]. *Naftohazova enerhetyka* [Oil and gas power engineering]. Ivano-Frankivsk, IFNTUNH, 2016, no. 2 (26), pp. 19–34.

20. Volovetskyi V.B., Shchyrb O.M., Vytiaz O.Yu., Velychko V.V., Kotsaba V.I., Vasylenko S.V. *Osoblyvosti vydobuvannia vuhlevodniv na Yuliivskomu NHKR* [Hydrocarbons production in Yuliivskiy OGCF] *Naukovyi visnyk Ivano-Frankivskoho natsionalnoho tekhnicheskoho universytetu nafty i hazu* [Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas]. Ivano-Frankivsk, IFNTUNH, 2017, no. 1 (42), pp. 33–45.

21. Korotaieva Yu.P., Margulova R.D., ed. *Dobycha, podgotovka i transport prirodnogo gaza i kondensata* [Production, processing and transportation of natural gas and condensate]. Volume 1. Moscow, Nedra, 1984. 360 p.

22. Volovetskyi V.B., Frait M.V., Shchyrb O.M., Vytiaz O.Yu., Kotsaba V.I., Velychko V.V. *Perspektyvy zbilshennia obsiahu vyluchennia ridnykh vuhlevodniv z pryrodnogo hazu na UKPH-2 Yuliivskoho NHKR* [Prospects of increasing the extraction volume of natural gas liquids at CGTP-2 of Yuliivskiy OGCF]. *Intehrovani tekhnologii ta enerhozbezheniia* [Integrated technologies and energy efficiency]. Kharkiv, NTU "KhPI", 2017, no. 4, pp. 55–61.

Надійшла (received) 12.12.2017

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Воловецький Володимир Богданович (Воловецкий Владимир Богданович, Volovetskyi Volodymyr Bohdanovych) – старший науковий співробітник, Український науково-дослідний інститут природних газів «УкрНДІгаз», м. Харків; тел.: (057) 730-45-44; e-mail: vvb11@ukr.net

Гнітко Андрій Володимирович (Гнитко Андрей Владимирович, Hnitko Andrii Volodymyrovych), старший науковий співробітник, Український науково-дослідний інститут природних газів «УкрНДІгаз», м. Харків; тел.: (057) 730-45-45; e-mail: agnitko@ukr.net

Василенко Сергій Вікторович (Василенко Сергей Викторович, Vasylenko Serhii Viktorovych), старший науковий співробітник, Український науково-дослідний інститут природних газів «УкрНДІгаз», м. Харків; тел.: (057) 730-45-44; e-mail: vasylenko.sergey@ndigas.com.ua.

Щирба Оксана Миколаївна (Щирба Оксана Микол, Shchyrb Oksana Mykolaivna), старший науковий співробітник, Український науково-дослідний інститут природних газів «УкрНДІгаз», м. Харків; тел.: (057) 730-46-55; e-mail: omschyrb@ukr.net

Коцаба Василь Іванович (Коцаба Василь Иванович, Kotsaba Vasyl Ivanovych), завідувач центру, Український науково-дослідний інститут природних газів «УкрНДІгаз», м. Харків; тел.: (057) 730-46-55; e-mail: kotsaba.vasiliy@ndigas.com.ua

Величко Віктор Валерійович (Величко Виктор Валерійович, Velychko Viktor Valeriiovych), старший науковий співробітник, Український науково-дослідний інститут природних газів «УкрНДІгаз», м. Харків; тел.: (057) 730-46-55; e-mail: victor_velichko@ukr.net

Укладач: С. О. Федорчук, аспірант.